

Секция 11

СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

АНАЛИЗ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО ПАРАМЕТРА РЕЖИМ РАБОТЫ ЗАЛЕЖИ, ПЕРСПЕКТИВА ЕГО ИЗУЧЕНИЯ И ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ДЛЯ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

А.И. Корнев

Научный руководитель - старший преподаватель Ю.А. Максимова

Национальный исследовательский томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Актуальность изучения параметра “режим работы залежи” с точки зрения энергетического состояния является ключевым при разработке месторождений углеводородов, особенно данный критерий важен при формировании объекта разработки.

Режим работы нефтяных залежей – это характер проявления движущих сил, которые обеспечивают продвижение флюидов к забоям эксплуатационных скважин. Сам режим устанавливается при разработке месторождений и определяется несколькими параметрами, главным из которых является давление пласта. Большинство величин имеют влияние на давление пласта. Тот в свою очередь определяет преобладающий вид энергии путем сравнения пластового давления с давлением гидростатическим, давление насыщения нефти газом и т. д. Пластовое давление позволяет сделать вывод о режиме работы залежи и найти необходимый вариант разработки месторождения. [2]

Показатели, формирующие основное понятие режима работы залежи: аномально высокие давления, взаимосвязь фильтрационно-емкостных свойств с энергетической характеристикой пластов и интерференция между скважинами на примере Ямбургского газоконденсатного месторождения и Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения.

Величина пластового давления определяется за счет основных факторов, которые зависят от типа флюидной системы. Первым выделим элизионные флюидные системы (ЭФС). Они обуславливаются движением углеводородов и подземных вод под контролем пластового давления. Такое давление чаще всего превышает гидростатическое. Действующая сила в данной системе – горное давление. А величина пластового давления предопределяется весом вышележащих слоев, степенью изолированности ЭФС, элизионными процессами и скоростью уплотнения пород. Геодинамические флюидные системы (ГФС) являются ещё одним из видов таких систем, в которых давление пластовое не равно гидростатическому давлению и как следствие не контролируется. Поэтому основные факторы, определяющие давление – это резонансные волновые процессы в геологической среде, вызванные деформационными, микросейсмическими, электрическими и магнитными полями. Причины, позволяющие определить давление в ГФС: напряжения в земной коре, которые формируют деформационно-напряженные зоны и депрессионные зоны (зоны разгрузки). [3] И как раз деформационно-напряженные зоны характеризуются аномально высокими пластовыми давлениями. Они появляются вследствие наложения деформационных и высокочастотных волновых полей. Также выделяют закрытые, полужакрытые и открытые флюидные системы, во всех которых образуются аномально-высокие давления. Как результат, такие системы, где пластовое давление превышает горное давление, называются системы глубинного генезиса. Особенность таких систем – наложение двух аномалий: давление и температура. Помимо этого, величина пластового давления определяется как давление пласта, созданное в системе, и предельное давление, при превышении которого следует разрушение породы, то есть образуются горизонтальные и вертикальные трещины и как следствие увеличение объема емкостной системы. В результате этого давление пласта будет падать. Объектом изучения данного пункта было Уренгойское месторождение. Установлено, что залежь данного месторождения не является системой глубинного генезиса, так как температура в некоторых местах залежи понижается (не является аномальной) и относится к полужакрытым геостатическим элизионным флюидным системам. Эти условия подводят к следующему: давление зависит от степени уплотнения вмещающих пород-коллекторов глин и объема отжатой из них в песчаные тела воды. Также отмечается проявление геодинамической флюидной системы в некоторых районах толщи. Для определения пластового давления в зоне АВПД, к которому относится Уренгойское месторождение, был использован метод Хорнера:

$$P = \ln(T^* + t)$$

Где: T^* – усредненная продолжительность работы скважины до остановки; t – время с начала остановки. [3]

Таблица

Погрешность определения пластового давления методом Хорнера

Пластовое давление в депрессионной зоне, Мпа	Давление насыщения, Мпа	Пластовое давление в зоне АВПД, Мпа		Отклонение значений пластового давления, определенного по методу Хорнера от принятого, %
		замерное	определенное по методу Хорнера	
20,6	21,3	60,43	61,823	1,74
20,6	22,6	60,756	62,396	0,83
23,3	23,2	60,973	62,324	0,94
28,6	24,7	61,495	62,324	0,94
29,2	25,9	61,934	62,917	0

По результатам, приведенные в таблице (табл.), изучим карту пластовых давлений ачимовской толщи (рис.1), где подтверждаем расположение зоны АВПД в Уренгойском месторождении, что обозначает замкнуто-упругий режим работы пласта, в тоже время как в депрессионной зоне идет переход от замкнуто-упругого режима к режиму растворенного газа.

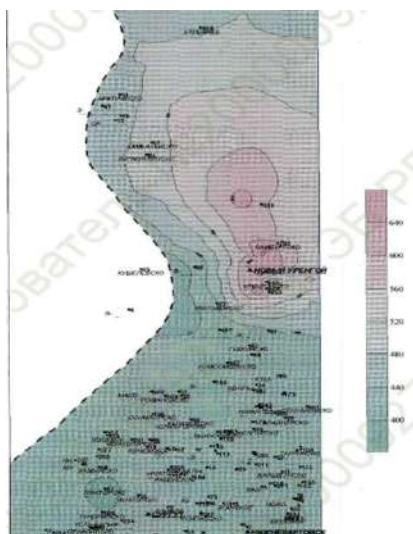


Рис. 1 Карта пластовых давлений ачимовской толщи Уренгойского МР

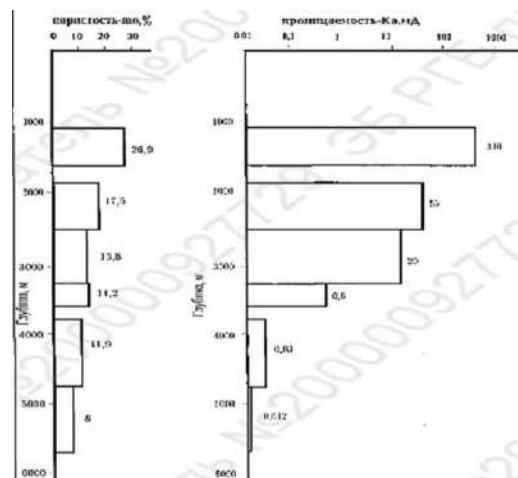


Рис. 2 Измерение пористости и проницаемости песчано-алевритовых пород с глубиной

Стоит также исследовать фильтрационно-емкостные системы (ФЕС), которые играют важную роль при определении системы размещения скважин, режим разработки, рабочий режим эксплуатации скважин. Толща Уренгойского месторождения характеризуется клиноформным строением и сложена турбидитными, песчано-алевролитоглинистыми отложениями, косая тонкая слоистость, нарушена оползевыми текстурами, включениями обломков аргиллитов в виде гальки. Данные сведения позволяют составить гистограмму распределения пористости и проницаемости (рис 2).

Диаграмма показывает, что коллектор выдает низкие ФЕС (5 и 6 классы по А.А. Ханину). Из-за условия осадконакопления, размера зерен, степени сортировки, а также из-за вторичных процессов уплотнения, преобразования глинистых минералов и выщелачивания идут различия в ФЕС. Промышленная нефтегазоносность Ачимовской толщи имеет связь с трещинно-поровыми коллекторами и вторичными коллекторами порового типа. [3] По этим причинам можно судить о влиянии ФЕС на пластовое давление, а соответственно и на энергию пласта. Именно вторичные коллекторы являются причиной появления АВПД на месторождении и как следствие, образовали замкнуто-упругий режим работы залежи.

Рассмотрим ФЕС Ямбургское ГКМ. Она представлена континентальными песчано-алевролитовыми, часто слабосцементированными породами с подчиненными прослоями глин и пропластками угля. [1] Воспользуемся этой характеристикой, чтобы исследовать проницаемость пород рядом с ГВК (рис. 3).

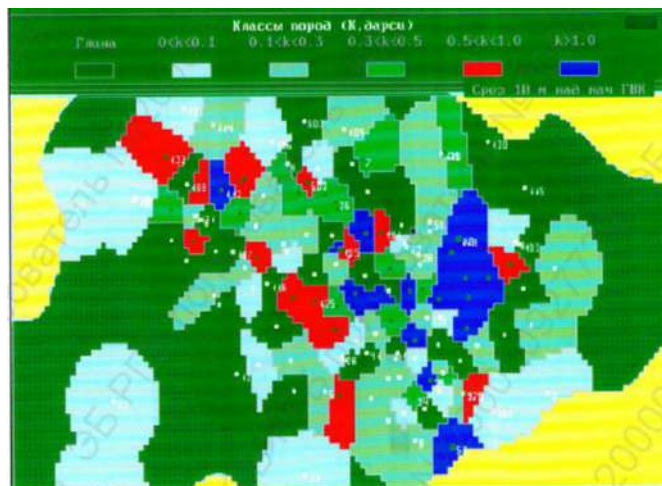


Рис. 3 Карта геологического разреза по классам пород (проницаемости) на расстоянии 10 м от поверхности ГВК сеноманской залежи Ямбургского ГKM

В следствии влияния ГВК на пористость породы путем обводнения и разрушения структуры пород, заметно преобладание глин и класс пород с низким значением пористости. Хотя у самой толщи отмечается хорошие ФЕС, особенно высокое у песчаников и алевролитов. В целом отмечается по всему месторождению хорошие ФЕС. Так как обводнение определяет скорость подъема ГВК и является причиной падения пластового давления, определим время возможного обводнения скважин, которое можно определить через зависимость скорости подъема газо-водяного конденсата от проницаемости:

$$V = 0,002 + 0,731 \cdot K_{пр} - \text{для пород с проницаемостью } < 500 \text{ мД}$$

$$V = 0,048 + 0,153 \cdot K_{пр} - \text{для пород с проницаемостью } > 500 \text{ мД}$$

Так как сеноманская залежь Ямбургского МР имеют хорошую проницаемость (> 500 мД), то необходимо использовать вторую формулу. Благодаря этому можно составить графики литологического строения пласта по проницаемости пород, динамику подъема ГВК и падения пластового давления кустовых скважин (рис. 4).

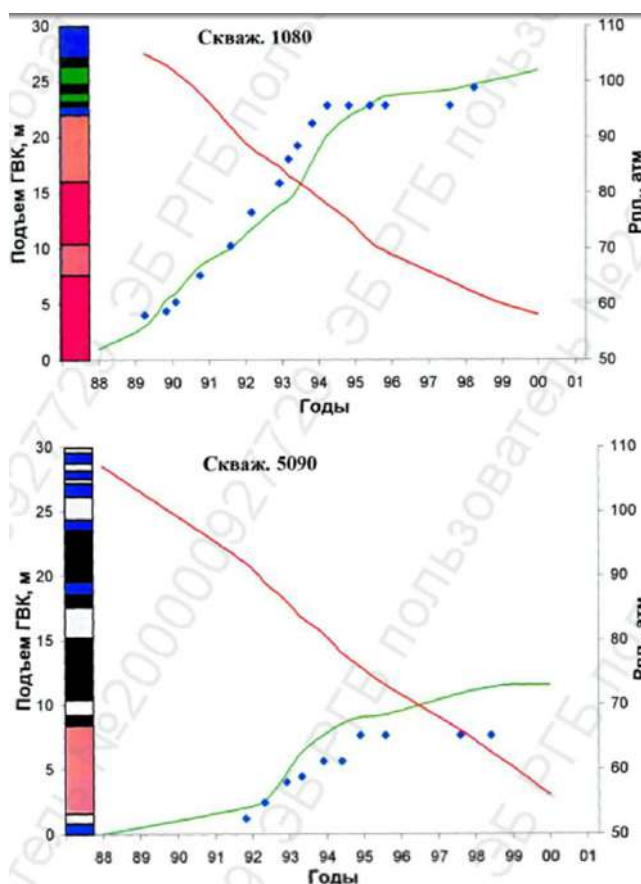


Рис. 4 Литологическое строение пласта, динамика подъема ГВК и падения пластового давления

По ним можно сделать вывод, что с увеличением проницаемости идет рост скорости подъема ГВК и как следствие ускоряется снижение пластового давления. Наблюдается изменение энергетической характеристики пласта из упруго - водонапорного в сторону водонапорного режима.

Ямбургское ГKM вызывает интерес с точки зрения взаимодействия работающих скважин, пробуренных с поверхности на один продуктивный пласт или на разные, но гидродинамически связаны друг с другом пласты, т. е. интерференция между скважинами. Она определяется за счет расположения скважин и их количества. Интерференция напрямую влияет на скорость образования депрессионной воронки. Это явление депрессии, то есть перепада давлений в пласте, из-за чего пластовое давление падает со временем. Она начинает образоваться, начиная с пробуривания скважины. В дальнейшем эта воронка объединяется между воронками от каждой скважины, образуя одну большую депрессионную воронку. [4]. Чем ближе к эпицентру воронки, тем глубже сама воронка и ниже пластовое давление. При неправильном построении куста скважин, из-за интерференции, ускоряется процесс образования воронки, а значит и быстрее падает пластовое давление и режим работы залежи кардинально меняется с упругого на водонапорный режим.

Как итог, изучив данные показатели, которые влияют на основной параметр формирования режима работы залежи, а именно пластовое давление, можно произвести оценку энергетической характеристики пласта и спрогнозировать его дальнейшие изменения и какие методы позволят регулировать данный режим. В рассматриваемых примерах результаты исследований, приведенных выше, дали понять, что необходимо установить компенсированный отбор флюидов в Уренгойском месторождении для поддержания замкнуто-упругого режима работы залежи. В Ямбургском месторождении нужно уменьшить количество скважин в кусте для замедления процесса образования депрессионной воронки, то есть уменьшения количества интерферирующих волн, образующихся между скважинами, замедление роста ГВК и повышения пластового давления до приблизительно изначальных значений и как итог поддержания упругого режима пласта.

Литература

1. Кашпаров Ю.М. Обоснование рационального режима эксплуатации скважин при разработке залежей нефти и газа в сложнопостроенных коллекторах: автореферат дис. ... кандидата технических наук – Тюмень, 2001 г.
2. Коршунов А.Ю. Методические указания по геолого-промысловому анализу разработки нефтяных и газонефтяных месторождений – М.: Департамент разработки и лицензирования месторождений, 2002.
3. Пономарёв А.Н. Совершенствование методов обоснования рациональных режимов эксплуатации скважин в процессе разработки сеноманских залежей: автореферат дис. ... кандидата технических наук – Москва, 2000 г.
4. Юшков И.Р., Хижняк Г.П., Илюшин П.Ю. Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений – М.: Издательство Пермского национального исследовательского политехнического университета, 2013.

ВНЕДРЕНИЕ СОВРЕМЕННОГО МЕТОДА УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ НА ОСНОВЕ ТЕХНОЛОГИИ ТРЕХКОМПОНЕНТНОЙ СМЕСИ: ПАВ, СОДЫ И ПОЛИМЕРА

В.А. Аманов

Научный руководитель - доцент И.С. Хомяков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

На данный момент развития нефтяной промышленности существует снижение эффективности разработки продуктивных пластов, с одной стороны, и повышением процента сложно-извлекаемых запасов углеводорода - с другой. В нашем государстве в течение долгих лет идет уменьшение проектного коэффициента извлечения нефти (КИН). В данный момент он составляет 28-33%. Одна из причин такого низкого КИН – снижение количества мероприятий по использованию новых методов увеличения нефтеотдачи (МУН): газовых, микробиологических, химических, тепловых. На данном этапе для всех месторождений, также в их число входят месторождения с трудно извлекаемыми запасами, в качестве главным методом разработки является заводнение. Исходя из общемирового опыта без использования новых МУН и радикального увеличения эффективности заводнения побороть снижение нефтеотдачи будет нереально. Некоторые месторождения России, в том числе Тюменской области, находятся на поздней стадии разработки, характеризующиеся сложным строением и большим процентом остаточных запасов. Добыча запасов нефти на месторождениях может быть значительно увеличена за счет новых способов влияния на пласты.

Проект с инновационным подходом применения третичных методов увеличения нефтеотдачи, в котором используются технологии химического заводнения на основе трехкомпонентной смеси из анионного поверхностно-активного вещества, соды и полимера (АСП) рассчитан на 3 года разработки. В пласт, в котором уже прошло заводнение, закачивается раствор из трех химических реагентов. Сода пассивирует породу, ПАВ разбивает нефть на маленькие капли, создает густую эмульсию. Полимер выступает вытесняющим агентом. Все эти три компонента работают вместе и перед собой создают так называемый «эффект бульдозера» – нефтяной вал, который обеспечивает дополнительную добычу нефти и прирост КИН.